

СЕКЦИЯ 16. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА

887

где: k_{th} и k_f – теплопроводность талого и мерзлого грунта;

θ_s – объёмное влагосодержание грунта;

$w(T)$ – зависимость льдистости от температуры;

При проектировании объекта для трехмерной области анализируется решение уравнения теплопроводности с граничными условиями. В данную область как правило входят теплоизоляционные слои, геолого-литологические слои грунта, устройства для охлаждения грунта и другие элементы (см. рис.3).

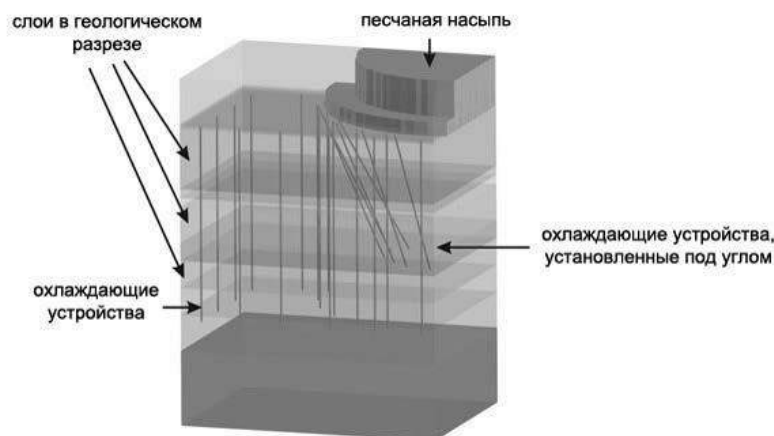


Рис. 3. Область моделирования участка для искусственного замораживания грунта

Первую верхнюю границу зоны моделирования принимают как поверхность земли. Нижняя граница находится на большой глубине, чтобы снизить её воздействие на тепловые процессы в нужной проектировщику области.

На первой границе зоны моделирования задаются условия теплообмена с окружающей средой, которые обуславливаются коэффициентом теплообмена и температурой воздуха. В присутствии источников теплового излучения, задается степень черноты поверхности грунта и температур источника излучения. В следствии задания изменения во времени теплопроводности и толщины снегового покрова, проводится учет влияния снежного покрова на теплообмен поверхности грунта.

Согласно полученным термометрическим данным, в нижней зоне моделирования принимается температура грунта. На боковой поверхности зоне моделирования, задается нулевой тепловой поток. При этом боковые границы участка моделирования располагают достаточно далеко от интересующего участка, чтобы не было влияния на расчет тепловых процессов. [1]

Исходя из численного решения уравнения теплопроводности, в моделируемой области для различных моментов времени получается трехмерное распределение температур. В результате данное тепловое поле используется для изменения их механических свойств и анализа тепловых режимов грунтов. В следствии, этого анализа проводятся решения по обеспечению несущей способности грунтов.

Литература

1. Павлов В.В. Прогноз температурного режима грунтов в основании опор трубопровода надземной прокладки для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводной системы // Нефть и газ. 2014. № 2. С. 73.
2. Программный комплекс для теплотехнических расчетов FROST 3D UNIVERSAL [Электронный ресурс]. URL: <http://www.simmakers.ru/frost-3d>. 2014.
3. Сивцева А.С. Исследование напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов в условиях вечномерзлых грунтов с использованием программного комплекса Spire // Трубопроводный транспорт теория и практика. 2007. № 4(10). С. 32–35.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОЖАРОВЗРЫВБЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТЕПРОДУКТОВ

И. Э. Баскаков

Научный руководитель, доцент М. С. Салтымаков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время существует проблема обеспечения надежности эксплуатации и безаварийности работы систем хранения и распределения углеводородных топлив различного назначения. Электризация нефти при ее движении в трубопроводах является причиной попадания зарядов статического электричества в резервуары и хранилища нефти и нефтепродуктов. Это способствует возникновению искрового заряда в

парогазовой атмосфере хранилища и, в конечном счете, может привести к тяжелейшей аварии. Отсюда вытекает, важность прогнозирования, возникновения опасных ситуации в резервуарах-хранилищах и обеспечения нужного уровня безопасности.

Возникновение статического электричества может привести к накоплению очень большого заряда и в конце концов к разряду в виде искры, что в пожароопасной и тем более во взрывоопасной среде может быть причиной пожара (взрыва), так как для воспламенения взрывоопасной смеси паров ЛВЖ с воздухом достаточно разности потенциалов электростатического заряда в 300-500 В.

Статическое электричество на нефтебазах и объектах магистральных трубопроводов образуется при следующих процессах:

- При перекачке нефти и нефтепродуктов.
- При протекании нефтей и нефтепродуктов через фильтры.
- При ударе струи жидкости о дно и стенки резервуара.
- При движении любых плоских ремней по шкивам.
- При движении лент транспортеров.
- При движении пыли в воздухе.
- При пропаривании железнодорожных вагонов-цистерн после слива нефтепродуктов.

На сегодняшний день в России и странах СНГ находится в эксплуатации порядка 100 тысяч вертикальных и горизонтальных цилиндрических резервуаров емкостью от 100 до 50 000 м³ для хранения нефти, нефтепродуктов и агрессивных химических веществ. Практически каждый из них представляет собой объект повышенной опасности для персонала предприятий и окружающей среды. Именно резервуары хранения нефтепродуктов характеризуются наибольшим уровнем аварийности и пожароопасности. При оценке масштабов возможных техногенных опасностей на нефтебазах и нефтехранилищах были выделены основные сценарии развития аварий: – наиболее опасные – взрыв наземного резервуара с нефтью с последующим воспламенением, пожаром и полным разрушением резервуара; – наиболее вероятные – частичное разрушение насосного агрегата; локальные утечки из технологического оборудования, трубопроводов. При развитии аварий по этим сценариям, возможно воспламенение нефти (нефтепродукта) и пожар пролива. Основными поражающими факторами перечисленных аварий являются тепловое излучение, воздействие ударной волны, попадание в открытое пламя, поражение осколками. При авариях с наиболее тяжелыми последствиями зоны поражения (разрушения) могут достигать нескольких сот метров; размер опасных зон при возникновении пожара разлива будет ограничен несколькими десятками метров от края пролива. В случае реализации рассматриваемых аварийных ситуаций возможно разрушение смежного по промплощадке оборудования. Это обстоятельство способствует увеличению площади зоны поражения. Значительная часть аварий возникает из-за влияния статического электричества. При перекачке нефтепродуктов по трубопроводам через насосы и фильтры в жидкости образуются электрические заряды. Заполнение резервуаров, танкеров, железнодорожных цистерн и заправка самолетов сопровождаются накоплением в емкостях электрических зарядов, которые создают в газовом пространстве резервуаров электрические поля высокого напряжения. Уровень напряженности электрического поля часто оказывается достаточным для возникновения электрического разряда. В процессе эксплуатации в газовом пространстве резервуаров образуются взрывоопасные концентрации паров нефтепродуктов с воздухом. Как показывает опыт эксплуатации нефтебаз, танкеров, систем заправки самолетов, в ряде случаев величина электризации нефти настолько велика, что с поверхности жидкости на корпус (крышу) заземленного металлического резервуара могут происходить электрические искровые разряды с энергией, достаточной для воспламенения паровоздушной среды над поверхностью нефти с последующим взрывом и пожаром в резервуаре. Таким образом, статическое электричество представляет большую опасность при хранении нефтепродуктов на нефтебазах, работе нефтеперерабатывающих заводов, при наливке танкеров, заправке топливных баков самолетов и т. д. Пожарную опасность ЛВЖ характеризуют: концентрационные пределы воспламенения (нижний и верхний), минимальное взрывоопасное содержание кислорода, минимальная энергия зажигания. Причиной взрывов паров нефтепродуктов, как правило, является сочетание таких факторов, как напряженность электрического поля, достаточная для возникновения искры, температура, концентрация и давление паров. Можно сказать, что температура вспышки при наличии провоцирующего источника – это значение, которое связывает давление и концентрацию насыщенных паров нефтепродуктов, находящихся в пределах НКПР и ВКПР. Нижний (верхний) концентрационный предел распространения пламени – минимальное (максимальное) содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени. Например, температура вспышки для керосина от +40 С⁰ и выше. Пары керосинов различных марок могут быть взрывоопасны при температурах выше +50 С⁰, и концентрационные пределы взрываемости – в пределах 1,4–7,5 % от объема. Пары дизельного топлива опасны только при температурах выше +55 С⁰, температура вспышки для бензина –40 С⁰, и концентрационные пределы взрываемости – в пределах 2–6 % от объема. Таким образом, можно сделать общие заключения по фактам эмиссии паров приведенных углеводородов: бензины обладают высокой эмиссией паров, которые опасны при любых температурах, но концентрация их всегда выше верхнего концентрационного предела взрывоопасности. Керосин и дизтопливо обладают низкой эмиссионной способностью, и их пары практически безопасны при температурах окружающей среды, т. е. концентрация их всегда ниже нижнего концентрационного предела. Поскольку электризация нефтепродуктов возможна и при заземленных хранилищах вследствие образования на стенках резервуаров изолирующих пленок, то для предотвращения взрывоопасного состояния необходимо постоянно следить за температурой среды, напряженностью электростатического поля и концентрацией паров. Оснащение емкости датчиками температуры, электростатического поля и газоанализаторами позволяет контролировать внутреннюю среду резервуаров

хранения нефтепродуктов и прогнозировать развитие неблагоприятных ситуаций, приводящих к взрывам и пожарам. Вышеуказанные первичные датчики в совокупности с базами данных опасности паров нефтепродуктов, системой обработки и накопления информации составляют единый автоматизированный комплекс контроля и предупреждения пожароопасных ситуаций. Данные с приборов передаются по сети на компьютер и затем обрабатываются модулем оценки взрывопожароопасности. При этом экспертная система учитывает возможность проведения различных работ с данным хранилищем нефтепродуктов. Так, если в резервуаре хранится бензин, в пространстве концентрация паров выше НКПР и напряжение электростатического поля достаточное для пробоя, то необходимо проведение мероприятий по снижению электростатического поля, или при различных работах возможное попадание атмосферного воздуха может снизить концентрацию до НКПР и тем самым спровоцировать взрыв. Таким образом, предлагаемая система не только контролирует параметры хранилища нефтепродуктов, но и дает прогноз будущих событий, предупреждая их неблагоприятное развитие.

Литература

1. Бобровский С. А., Яковлев Е. И. Защита от статического электричества в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 160 с.
2. Глебов В.С., Тазеев Г.С. Пожарная безопасность нефтебаз и объектов магистральных трубопровода. – М.: Недра, 1972. – 192с.
3. Максимов Б. К., Обух А. А., Тихонов А. В. Электростатическая безопасность при заполнении резервуаров нефтепродуктами. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 160с.
4. Попов Б.Г., Вережкин В.Н., Бондарь В.А., Горшков В.И. Статическое электричество в химической промышленности. Под ред. Б.И. Сакина. – Л.: Химия, 1977. – 164с.
5. Таубкин С. И. Пожар и взрыв: особенности их экспертизы. – М.: Изд. ВНИИПО, 1999. – 600 с.
6. Пожарная опасность веществ и материалов, применяемых в химической промышленности / под ред. И. В. Рябова. – М.: Химия, 1970. – 336 с.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ НА МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ В ТРУБОПРОВОДЕ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

А. Г. Букреева

Научный руководитель, доцент Н. В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

С быстрым развитием экономики потребляемое количество нефти и газа увеличиваются для всех стран. Трубопроводы были широко задействованы как основной способ транспорта нефти и газа. Целью номер один при эксплуатации трубопроводов является обеспечение бесперебойной работы и предотвращение отказов трубопровода. Случаи утечки нефти и газа не только являются причиной большого количества несчастных случаев, но также приводят к экономическим потерям и загрязнению окружающей среды. Коррозия – одна из основных причин разрушения для подземных трубопроводов. Под действием почвы и среды высокого давления, очаги коррозии появляются и на внутренних и на внешних стенках трубопровода. При углублении этих очагов или развитии трещин, может произойти разрыв трубопровода.

Рассматриваемый вопрос уже был частично освещен в статьях [1, 2, 3] зарубежных авторов, в которых рассматривается влияние коррозионных дефектов и трещин на срок службы и параметры эксплуатации трубопровода. В приведенных статьях выводы о влиянии дефектов на трубопровод, сделаны на основании моделирования трубопровода с применением метода конечных элементов.

В статье [1] было исследовано изменение максимально допустимого давления на трубопроводе с одним или несколькими очагами коррозии. Также рассмотрено влияние внутреннего давления, длины, глубины и расположения очагов коррозии на максимально допустимое давление в трубопроводе. Результаты показывают, что независимо от расположения очага, вдоль оси трубопровода или в кольцевом направлении, максимальное напряжение появляется на дне очага коррозии расположенного вдоль направления оси трубопровода, и минимальное напряжение появляется на конце в кольцевых очагах. Напряжение Фон Мизеса и пластическая деформация увеличиваются с ростом давления внутри трубопровода. Допустимое давление в корродирующем трубопроводе уменьшается с увеличением глубины очага коррозии, но увеличивается с увеличением толщины стенок трубопровода. С увеличением длины очага коррозии, допустимое давление корродирующего трубопровода с осевыми очагами коррозии уменьшается, в то время как для кольцевого очага коррозии - увеличивается. Трубопровод с множественным повреждением более подвержен разрушению. С увеличением внутреннего давления максимальная пластическая деформация проявляется в одном конце эллипсоидального коррозионного очага, а затем на дне. Предельное давление постепенно уменьшается с увеличением площади занимаемой очагами.

В источнике [2] применяют метод конечных элементов и метод граничных элементов к анализу влияния коррозии труб на срок службы при усталостных нагрузках и виду разрушения. Результаты проведенного неразрушающего контроля и исследований с помощью программного обеспечения показывают, что нефтепроводы с трещинами с однородной коррозией имеют большее напряжение, главным образом внутреннее давление, в продольном направлении, чем в кольцевом направлении. В результате, максимальное количество циклов нагружения кольцевой трещины больше, чем для продольной. Рост трещины на нефтепроводе, не подверженного коррозии, может быть проигнорирован, поскольку расчетное количество циклов нагружения до